

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen**
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



6 Innovationen

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Im Rahmen der Konsultation zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans sind vermehrt Stellungnahmen eingetroffen, nach denen eine stärkere Berücksichtigung von zusätzlichen innovativen Technologien wünschenswert wäre. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in diesem Netzentwicklungsplan nur jene Innovationen berücksichtigt, deren Marktverfügbarkeit bzw. Einsatzreife heute schon vorliegt bzw. absehbar ist. Sollten weitere Innovationen im Verlauf der nächsten NEP-Zyklen die Markt- bzw. Einsatzreife erlangen, so werden die ÜNB eine Berücksichtigung im NEP prüfen.

Einige Konsultationsteilnehmende fordern eine Konkretisierung des Konzeptes von Netzboostern und Netzpuffern. Der aktuelle Ordnungsrahmen sieht eine marktliche Beschaffung von Netzboostern vor (vgl. § 11 a EnWG). Gleiches ist im Rahmen des Netzpuffer-Konzeptes angedacht. Die Potenziale der Großbatteriespeicher, die aus dem Markteinsatz sowie den technischen Eigenschaften der Batteriespeicher (u. a. Lade- und Entladeleistung sowie Speicherkapazität) resultieren, stehen im Sinne des Netzpuffer-Konzeptes für präventiven Redispatch vollständig zur Verfügung.

Des Weiteren haben viele Konsultationsteilnehmende auf die Notwendigkeit einer integrierten Planung von Strom-, Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur hingewiesen. Die Forderung nach einer abgestimmten Infrastrukturplanung in Form einer Systementwicklungsstrategie wird in Kapitel 6.6 unterstrichen.

Zusammenfassung

- Die Anforderungen an das Übertragungsnetz werden zunehmend komplexer. Das Übertragungsnetz muss zukünftig insbesondere den Anforderungen höherer Volatilität der EE-Einspeisung sowie weiträumiger Transportwege gerecht werden. Damit der Umbau zu einem klimaneutralen Energiesystem gelingt, setzen die vier ÜNB auf eine Bandbreite an innovativen Lösungen und Technologien.
- Die ÜNB untersuchen technische Lösungen sowie Betriebskonzepte, die eine Erhöhung der Transportkapazität der bestehenden Netzinfrastruktur unter Wahrung der Systemstabilität ermöglichen. Im Kontext der Netzoptimierung wird der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb sowie die Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile auch in diesem Netzentwicklungsplan berücksichtigt.
- Zudem haben die Übertragungsnetzbetreiber auch dieses Mal mögliche Potenziale zukünftiger innovativer Technologien der kurativen Systemführung, die in Pilotprojekten erprobt werden müssen, implizit unterstellt. Erste Netzbooster werden voraussichtlich im Jahr 2025 in Betrieb gehen können. Weitere kurative Maßnahmen für eine mögliche Pilotierung sind in der Prüfung.
- Für den Umbau des Energiesystems und den damit einhergehenden veränderten Anforderungen an das Übertragungsnetz ermöglicht die HGÜ-Technologie eine verlustarme Übertragung hoher Leistung über weite Distanzen. Die betriebliche Erfahrung mit der HGÜ-Technologie in Deutschland und Europa beschränkt sich bislang im Wesentlichen auf Punkt-zu-Punkt Verbindungen. Bis zum Ende dieses Jahrzehnts sollen weitere HGÜ-Verbindungen in Deutschland umgesetzt werden. Die Weiterentwicklung zu vermaschten DC-Strukturen ermöglicht es, weitere Netzflexibilitätpotenziale zu heben, während die begleitende technologische Standardisierung Chancen bietet, dabei die zugehörigen Investitionskosten zu senken. Zudem haben vernetzte DC-Strukturen das Potenzial, die Zuverlässigkeit der Energieübertragung zu erhöhen. Sie können so ausgelegt werden, dass redundante Übertragungssysteme entstehen. Zur Realisierung eines solchen Ansatzes sind noch technologische, betriebliche und regulatorische Hemmnisse sowie weitere Risiken beispielsweise im Hinblick auf Haftungsfragen abzubauen. Vor diesem Hintergrund verfolgen die ÜNB die Strategie, zukünftige vermaschte Systeme mit technologischen Rückfallebenen zu planen.

- Parallel zum Netzentwicklungsplan untersuchen 50Hertz, Amprion und TenneT in einer gemeinsamen Offshore-Studie das internationale Vernetzungspotenzial und mögliche Offshore-Netztopologien. Die Offshore-Studie zeigt, dass die nationale Offshore-Vernetzung eine Option bietet, weitere HGÜ-Netzflexibilität kostenminimal zu heben und damit den Redispatchbedarf zu senken. Zudem ist für Deutschland ein internationaler Offshore-Vernetzungsbedarf identifiziert worden, der effizient über die Vernetzung von deutschen mit ausländischen ONAS erschlossen werden kann.
- Der derzeitige Regulierungsrahmen setzt nicht ausreichende Anreize für kosteneffiziente und technologie neutrale Innovationen im Übertragungsnetz sowie digitale und klimafreundliche Lösungen. Daher ist ein regulatorischer Rahmen für innovative Lösungen im Übertragungsnetz erforderlich, der Technologieoffenheit auf dem Weg zur Klimaneutralität fördert. Es besteht die Notwendigkeit, diese Herausforderungen zu adressieren und die Wirtschaftlichkeitslücke von neuen Technologien zu schließen.
- Für ein klimaneutrales Energiesystem bis 2045 sollten die Sektoren Strom, Gas und Wasserstoff gemeinsam betrachtet und stärker miteinander verzahnt werden. Eine integrierte Systemplanung ermöglicht es, Synergiepotenziale zu heben. Ziel sollte es sein, eine robuste Infrastrukturplanung der Sektoren Gas, Wasserstoff und Strom zu gewährleisten.

6.1 Innovation im Übertragungsnetz

Mit Umbau des Energiesystems verändern sich die Anforderungen an das Übertragungsnetz nachhaltig. Der Einsatz heutiger Lösungen und Konzepte allein reicht nicht aus, um diesen Umbau des Energiesystems zu bewerkstelligen. Um das Übertragungsnetz auf seine zukünftigen Anforderungen vorzubereiten, setzen die ÜNB auf eine Vielzahl von unterschiedlichen innovativen Technologien und Lösungen. Diese Lösungen sind teilweise bereits heute Stand der Technik und wurden in vergangenen Netzplanungsprozessen implizit berücksichtigt. Andere Technologien und Konzepte befinden sich noch in der technologischen Erprobung und eine mögliche Marktverfügbarkeit ist erst in einigen Jahren denkbar.

Viele Konsultationsbeiträge haben auf den Einsatz von Supraleitern hingewiesen. Supraleitungen wurden bisher nicht im großtechnischen Maßstab getestet. Bisherige Erfahrungen beruhen im Wesentlichen auf Projekten mit kurzen Entfernungen auf Spannungsebene des Verteilnetzes, die vor allem im städtischen Bereich durchgeführt wurden. Inwieweit Supraleitungen für große Projekte mit weiten Distanzen geeignet sind, ist aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber noch nicht abzusehen. Daher wird diese Technologie aktuell nicht in der Netzplanung berücksichtigt. In diesem Kapitel wird eine Auswahl an innovativen Lösungen und Konzepten vorgestellt. Die ÜNB sind gemeinsam mit unterschiedlichen Partnern an einer Reihe von Forschungsvorhaben beteiligt, um innovative Technologie sowie neuartige Betriebskonzepte zu untersuchen und zu erproben.

6.2 Heutiger Stand der Technik von wesentlichen innovativen Technologien

6.2.1 Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

Bei Durchleitung elektrischer Ströme in einer Freileitung führen elektrische Verluste zu einer Erwärmung des Leiters. Infolgedessen dehnt sich das Material aus, was bei einer Freileitung mit einem größeren Durchhang der Leitung verbunden ist. Um über die Seiltemperatur auf den zulässigen Nennstrom schließen zu können, bedarf es entweder der direkten, orts aufgelösten Messung am Leiterseil, oder der Angabe der meteorologischen Zustände wie z. B. Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Globalstrahlung und Umgebungstemperatur. Die Zielsetzung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (WAFB) ist als innovative Maßnahme im Übertragungsnetz die Aktivierung bisher nicht nutzbarer Übertragungskapazitäten.



Die betriebliche Nutzung von zeit- und ortskonkreten Witterungsdaten erfordert dabei die Erfassung, Aufbereitung, Bereitstellung und Archivierung. Insbesondere muss der ISMS-Sicherheit der Datenübertragungswege der Messwerte von den Messstationen in die Leitwarte Rechnung getragen werden. Es muss eine stromkreisscharfe Risikoanalyse durchgeführt werden, um aus dieser die Genauigkeitsanforderungen für die Messwerterfassung abzuleiten. Bedingt durch die unterschiedlichen Baureihen und die geographischen Situationen der Freileitungen ergeben sich spezifische Randbedingungen für jede einzelne Freileitung.

Aufgrund der für die Einführung des WAFB notwendigen stromkreisgenauen Überprüfungen der Assets, erfolgt die Umsetzung des WAFB in einem definierten, schrittweisen Prozess (VDE Anwendungsregel „VDE-AR-N 4210-5: Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“). Dieser beschreibt die organisatorischen und technischen Maßnahmen zur Umsetzung für Stromkreise mit Nennspannungen über 45 kV, die mit erhöhten Betriebsströmen abweichend von der DIN EN 50182 witterungsadaptiv unter Einhaltung der zulässigen Mindestabstände und Leiterseitemperaturen betrieben werden sollen. Sie muss somit bei jedem einzelnen Stromkreis angewendet werden, bis der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb sukzessiv implementiert ist. Neben komponentenspezifischen Bedingungen müssen dabei auch systemseitige Anforderungen hinsichtlich des Systemschutzes, der Stabilität und der Blindleistung erfüllt werden.

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb kann in verschiedener Ausprägung, abhängig vom Bedarf der notwendigen Übertragungskapazitäten realisiert werden. Der Bedarf wird hierbei zyklisch überprüft und mit den Erkenntnissen aus den Netzplanungsprozessen und den betrieblichen Erfahrungen abgeglichen. Aus dem Ergebnis wird daraufhin die Methode abgeleitet und die betroffenen Stromkreise werden auf den regionalen oder lokalen witterungsabhängigen Betrieb umgestellt.

Regionale Methodik: Die Witterungsgrößen entlang der Freileitungstrassen werden indirekt aus fernen Wetterstationen oder anhand der Wetterstationen bzw. Wettermodelle der Drittanbieter bestimmt. Die Messstationen befinden sich an Standorten mit denen Angaben der regionalen Witterungsbedingungen (in der Regel nur Umgebungstemperatur) im Netz gemessen werden. Die Integration von aktualisierten Wetterdaten zur Engpassermittlung ist Bestandteil der regionalen Methodik.

Lokale Methodik: Die Witterungsgrößen werden an den meteorologischen Hot-Spots entlang der Freileitungstrassen bzw. für Klimazonen mit Wetterstationen bestimmt. Alternativ zur Bestimmung der Witterungsgrößen können verschiedene direkte Monitoringsysteme an den Hot-Spots eingesetzt werden. Die Messstationen befinden sich entlang der Stromkreise an den meteorologischen Lokalitäten, die diesen Stromkreis am stärksten im Hinblick auf die Übertragungskapazität beschränken. Bei der Erfassung der lokalen Witterungsbedingungen werden im Vergleich zur regionalen Methodik kleinräumige meteorologische Parameter wie z. B. Windgeschwindigkeit, Windrichtung oder Globalstrahlung berücksichtigt. Hiermit wird das Potenzial des witterungsabhängigen Betriebs der Freileitungen bestmöglich ausgeschöpft. Eine detaillierte Implementierung von Wetterprognosen und die Integration von aktuellen und prognostizierten Wetterdaten für die Engpassermittlung in die vorhandenen Prozesse (Online-Betrieb und Engpassmanagement) sind Bestandteil der lokalen Methode.

6.2.2 Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen

Eine Möglichkeit den Anforderungen an eine Erhöhung der Übertragungsleistung gerecht zu werden, ist die Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen. Konventionelle Leiterseile für Freileitungen sind Verbundleiter mit Aluminium im äußeren und Stahl im inneren Teil. Die maximale Betriebstemperatur derartiger Leiter beträgt 80 °C. Hochtemperaturleiterseile sind aufgrund einer speziellen Materialauswahl für höhere Temperaturen ausgelegt und erreichen somit gegenüber konventionellen Leiterseilen höhere Stromtragfähigkeiten. Grundsätzlich werden Hochtemperaturleiterseile in zwei Gruppen unterschieden:

- > **HT-Leiterseile** (Hochtemperatur-Leiterseile)
- > **HTLS-Leiterseile** (High-Temperature-Low-Sag-Leiterseile)



HT-Leiteseile bestehen in der Regel aus temperaturbeständigen Aluminiumdrähten in den Außenlagen und aluminiumummantelten Stahldrähten in den Innenlagen. Mit Betriebstemperaturen bis zu 150 °C sind bis zu 60 % höhere Stromtragfähigkeiten möglich. Das seilmechanische Verhalten der Leiteseile ist vergleichbar zu konventionellen Leiteseilen (z. B. die nahezu lineare Durchgangszunahme mit steigender Betriebstemperatur). Eine normative Grundlage existiert für die einzelnen Drähte. Der Leiteraufbau kann anhand der konventionellen Leiteseile spezifiziert werden.

Die Bezeichnung **HTLS-Leiteseile** umfasst ein deutlich größeres Spektrum an Technologien. In den Außenlagen werden hier z. B. weichgeglühtes oder ebenfalls temperaturbeständiges Aluminium eingesetzt. Die Drähte der Innenlagen können z. B. aus hochfestem Stahl, hochfestem Verbundwerkstoff oder aus aluminiumbeschichteten Stahl-Nickellegierungen bestehen. Je nach Material sind Betriebstemperaturen bis zu 210 °C und Stromtragfähigkeits-erhöhungen bis zu 100 % möglich. Die namensgebende Besonderheit dieser Seiltechnologien liegt in der verminderten Durchgangszunahme bei hohen Betriebstemperaturen, was wiederum einen bevorzugten Einsatz für die Ertüchtigung bestehender Leitungen bedeutet. Für HTLS-Leiteseile ist derzeit keine zu HT-Leiteseilen vergleichbare normative Grundlage gegeben.

Der Einsatz von Hochtemperaturleiteseilen richtet sich nach dem nachgewiesenen Bedarf in üblichen Planungsprozessen zur dauerhaften Höherauslastung von Stromkreisen. Im direkten Vergleich zu anderen technologischen Lösungen ist die Erhöhung der Übertragungskapazität mittels Hochtemperaturleiteseilen auch witterungsunabhängig sowie ohne Erreichen von Systemstabilitätsgrenzen möglich. Letzteres erfordert jedoch die ganzheitliche Betrachtung aller Netzkomponenten.

Während HT-Leiteseile bereits in der Vergangenheit eingesetzt wurden und über eine normative Grundlage verfügen, sind Leiteseile mit der HTLS-Technologie derzeit größtenteils noch in der Erprobung. Gleichwohl wurde für HTLS-Leiteseile bereits gezeigt, dass die Einhaltung der strengen Anforderungen der Übertragungsnetze eingehalten werden können. Dies ist auch anhand der zunehmenden Marktverfügbarkeit und der ständigen Weiterentwicklung einzelner HTLS-Technologien erkennbar. Die Neuerungen am eingesetzten Material bedürfen eines erweiterten Prüfumfanges für die Leiteseile selbst, aber auch anderer technischer Randbedingungen wie z. B. die Montage, die Berechnungen sowie die Trassierung und die Auswirkungen auf bestehende Maste. Für die Netzbetreiber sind diese umfangreichen Prüfungen unabdingbar.

Im Vergleich zu konventionellen Leiteseilen ergeben sich auch im Hinblick auf die Betriebsführung teilweise grundlegend neue Herausforderungen. Dazu ist das bisher noch nicht vollständig bekannte Langzeitverhalten während der gesamten Lebensdauer von etwa 50 Jahren beispielhaft zu nennen. Darüber hinaus resultieren aus dem Einsatz von Hochtemperaturleiteseilen weitere Aspekte für die Übertragungsnetze, die zwingend zu berücksichtigen sind. Durch den höheren Stromfluss bei nahezu gleichbleibender Konfiguration der Leiteseilgeometrie und -anordnung, steigt der Blindleistungsbedarf der Netze. In der Folge sind zusätzliche Komponenten wie z. B. rotierende Phasenschieber, STATCOM-Anlagen, Drosseln, etc. zur Kompensation notwendig. Darüber hinaus ist ggf. die Überprüfung von lastflusssteuernden Maßnahmen erforderlich. Zudem müssen Schutzkonzepte geprüft und angepasst werden, was unter Umständen einen Engpass darstellen kann. Insgesamt sind die gleichen Systemanalysen wie beim witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb erforderlich.

Gemäß des NOVA-Prinzips ermöglichen Hochtemperaturleiteseile grundsätzlich eine Optimierung bestehender Leitungen ohne massive Eingriffe in bestehende Bauwerke. Entsprechend sind Umbeseilungen mit Hochtemperaturleiteseilen bereits in hohem Umfang im NEP-Planungsprozess berücksichtigt. Gleichsam zeigen die Erfahrungen aus dem Systembetrieb und mittelfristigen Netzanalysen zusätzliche Einsatzpotenziale für Hochtemperaturseile. Bei entsprechender Planung und Materialauswahl sind jedoch weiterhin Anpassungen der Bestandsleitungen, z. B. vereinzelte Masterrhöhungen oder Masttausche, notwendig, bevor die neuen Leiteseile montiert werden können. Der betriebswirtschaftliche Aspekt im Hinblick auf die Kosten der neuen Leiteseile, der Leiteseilmontage sowie die notwendigen Anpassungen an den Masten sollte stets den Zustand der Leitung und der perspektivischen Bedeutung der Leitung berücksichtigen.

Zusätzlich sind auch die netztechnischen Anforderungen zu berücksichtigen, beispielsweise die zunehmenden Schwierigkeiten notwendige Schaltungszeiträume zu erhalten. Dies gilt insbesondere für hoch belastete Netzregionen, in denen kurzfristig ein hoher Nutzen durch Umbeseilungen mit Hochtemperaturleiterseilen zu erwarten ist, entsprechende Netzschwächungen durch Freischaltungen jedoch zu mindern sind. In der Konsequenz ist eine Netzverstärkung mittels Hochtemperaturleiterseilen inkl. aller dafür notwendiger Maßnahmen nur parallel zum Netzausbau in der Lage, den eingangs erwähnten neuen Voraussetzungen im Übertragungsnetz gerecht zu werden.

Im Hinblick auf eine schnelle Realisierung (z. B. deutlich kürzere Bauzeiten für den Leiterseilwechsel im Vergleich zum Neubau) sollten alle gesetzlichen Möglichkeiten zur Vereinfachung der Planungs- und Genehmigungsprozesse genutzt werden.

Für die vollständige Ausnutzung der zusätzlichen Übertragungskapazitäten im 380-kV-Bestandswechselstromnetz sind zusätzliche Maßnahmen z. B. zur Blindleistungskompensation erforderlich. Generell gilt für alle Höherauslastungsmaßnahmen innerhalb des bestehenden Systems, dass sie die Fehlertoleranz senken und einen höheren (wirtschaftlichen) Aufwand für einen sicheren Systembetrieb mit sich bringen. Aus diesem Grund können trotz des NOVA-Prinzips qualitative Neuerungen wie z. B. der Aufbau eines HGÜ-Netzes gegenüber quantitativ wirkenden Optimierungen vorzugswürdig sein. Im Rahmen der Ad-hoc Maßnahmen wurden HTLS-Projekte bewertet und von den ÜNB vorgeschlagen (s. Kapitel 5.2.7).

6.2.3 Netzpuffer

Unter dem sogenannten „Netzpuffer-Konzept“ (auch bekannt als „virtuelle Leitung“) werden Batteriespeicher verstanden, die präventiv im Redispatch zur Engpassreduktion eingesetzt werden. Dadurch ergibt sich für das Engpassmanagement ein zusätzlicher Freiheitsgrad. Ein Netzpuffer wird mit Batteriespeichern errichtet, die an zwei oder mehreren Standorten stehen. Batteriespeicher an geeigneten Standorten im Übertragungsnetz können eine zeitliche Verlagerung des Leistungstransports und somit für einen begrenzten Zeitraum eine Reduktion des Übertragungsbedarfs ermöglichen. Die Idee des **Konzeptes** besteht somit darin, eine temporale Vergleichmäßigung der zu übertragenden Leistung zu erreichen.

Denkbar wäre auch, dass Batteriespeicher als zusätzlichen Nutzen Systemdienstleistungen für die Netzstabilität erbringen (z. B. Schwarzstartfähigkeit, Netzwiederaufbau, Blindleistung, Momentanreserve, Reserveleistung). Je nach Netzanschlussebene und Speicherkapazität kann ein Netzpuffer Engpässe sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz adressieren. Der Einsatz des Netzpuffers würde im Rahmen der präventiven Netzbetriebsführung erfolgen. Dies ist auch der maßgebliche Unterschied zu Netzboostern, welche in der Netzbetriebsführung kurativ, d. h. nach Fehlereintritt, eingesetzt werden.

Grundsätzlich werden Großbatteriespeicher im Rahmen des NEP 2037 / 2045 (2023) abhängig vom Szenario mit einer installierten Leistung zwischen 23,7 und 54,5 GW bereits berücksichtigt. Die Betriebsweise erfolgt strommarkt-orientiert. Um die Flexibilitätspotenziale der Großbatteriespeicher zu heben, werden diese ebenfalls in den Redispatchsimulationen innerhalb der Zielnetzentwicklung als Freiheitsgrad angenommen. In der Folge wird zusätzlich zum strommarktorientierten Einsatz eine netzdienliche Betriebsweise unterstellt, wodurch eine Reduktion von Redispatch und EE-Abregelung erzielt wird. Somit wird das Netzpuffer-Konzept bereits im NEP 2037 / 2045 (2023) berücksichtigt. Hinsichtlich der Regionalisierung wird für die Großbatteriespeicher gemäß Szenariogenehmigung eine erzeugungsnahe Verortung, d. h. eine Positionierung in räumlicher Nähe zu PV-Freiflächen und zur Windenergie an Land, angenommen.

6.3 Innovationen der HGÜ-Technologie – auf dem Weg zu DC-Schaltanlagen, DC-Hubs und einem DC-Overlay Netz in Deutschland und Europa

Bereits im ersten Netzentwicklungsplan 2012 wurden die Vorteile der HGÜ-Technologie für die weiträumige, verlustarme Wirkleistungsübertragung beschrieben. Seinerzeit wurden vier HGÜ-Korridore mit einer Trassenlänge von ca. 1.800 km und einer Übertragungskapazität von ca. 10 GW als Maßnahmen identifiziert, um die aus Windenergieanlagen eingespeiste Leistung von Norddeutschland in Richtung Süden zu den Lastschwerpunkten transportieren zu können.

Die betriebliche Erfahrung mit der HGÜ-Technologie in Deutschland und Europa beschränkt sich bis heute im Wesentlichen auf Punkt-zu-Punkt Verbindungen (z. B. länderübergreifende Interkonnektoren, Anbindung von Offshore-Windparks). Bis zum Ende dieses Jahrzehnts sollen zahlreiche weitere HGÜ-Verbindungen umgesetzt werden. Diese neuen Strukturen bergen verschiedene technische Innovationspotenziale:

- Weiterentwicklung der Punkt-zu-Punkt Systeme zu Multi-Terminal-Systemen und ggf. zu vernetzten Strukturen einschließlich der hierfür benötigten Betriebsmittel (z. B. DC-Leistungsschalter) sowie der Regelungs- und Schutzkonzepte. Die Festlegung geeigneter Netzstrukturen muss unter Beachtung systemtechnischer, technologischer und wirtschaftlicher Aspekte erfolgen.
- Weiterentwicklung der Einsatz- und Betriebskonzepte sowie deren Integration in die Netzbetriebsführung
- Weiterentwicklung der Anforderungen an HGÜ-Konverter zur Wahrung der Systemstabilität (z. B. Grid Forming Control)
- Weiterentwicklung von Methoden und Analysewerkzeugen, um die Wechselwirkung zwischen HGÜ-Systemen und weiteren Betriebsmitteln bewerten zu können
- Weiterentwicklung der Standardisierung von Systemen zur Sicherstellung der Interoperabilität im Hinblick auf die Multi-Vendor (MV)-Fähigkeit
- Weiterentwicklung von Betriebsplanungsprozessen zur optimalen Berücksichtigung der HGÜ-Kapazitäten

6.3.1 Offshore-Vernetzung

Im letzten NEP 2035 (2021) wurden potenzielle Innovationen im Bereich der Hochspannungs-Gleichstromtechnologie vorgestellt u. a. die seeseitige Vernetzung geplanter Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS).

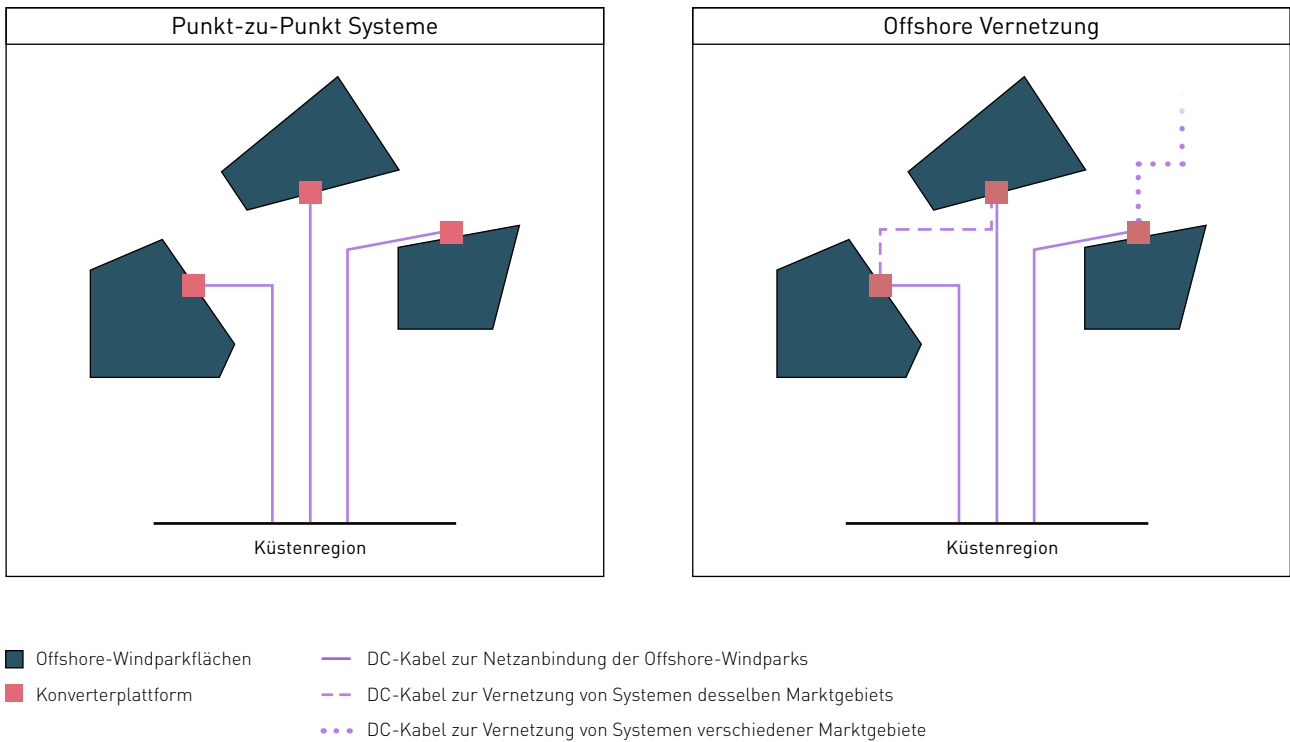
Vernetzte ONAS sind sogenannte Multi-Terminal-Systeme (MT-Systeme), d. h. sie umfassen mehr als zwei Konverter. Diese MT-Systeme können flexibel gesteuert werden. Das ermöglicht die Fahrweise der Systeme den Erzeugungs- und Netzsituationen entsprechend anzupassen.

Bei der Vernetzung der Offshore-Plattformen deutscher ONAS kann so beispielsweise bei einer mittleren Offshore-Einspeisung die Erzeugung der vernetzten ONAS gebündelt und zu dem Netzverknüpfungspunkt mit dem aktuell höchsten Bedarf geleitet werden. Bei einer geringen Offshore-Einspeisung können zudem zusätzliche Lastflüsse aus dem landseitigen AC-Netz über das MT-System umgeleitet werden. Diese Flexibilität ist planerisch umso wertvoller, je weiträumiger die Netzverknüpfungspunkte der vernetzten ONAS netzseitig voneinander entfernt sind, da in diesen Fällen die Korrelation der Lastflusssituationen an den Netzverknüpfungspunkten umso geringer ist. Dadurch können z. B. die Engpässe entlang der Nord-Süd-Achse reduziert und somit letztlich Redispatch vermieden werden.

Darüber hinaus können durch die seeseitige Vernetzung mit ausländischen ONAS auch zusätzliche Handelskapazitäten erschlossen werden. Auf See sind die Distanzen zu ONAS der Nationen wie Dänemark, Großbritannien, **Norwegen** und Niederlande, welche ein großes Flächenpotenzial für die Offshore-Windenergie aufweisen, vergleichsweise gering. Gleichzeitig sind die ONAS gut in das deutsche Übertragungsnetz integriert. Denn für die zukünftigen ONAS sind Netzverknüpfungspunkte vorgesehen, die bereits für die Aufnahme großer Erzeugungsleistung geeignet sind oder durch neue Netzmaßnahmen, wie z. B. HGÜ-Korridore, darauf ausgelegt werden. Damit wird auch gewährleistet, dass die neuen zusätzlichen Handelsflüsse potenziell besser in das elektrische Netz integriert werden können. In Abbildung 75 ist das Konzept der Offshore-Vernetzung im Vergleich zu Punkt-zu-Punkt Verbindungen schematisch dargestellt.



Abbildung 75: Schematische Darstellung der Offshore-Vernetzung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Ein weiterer Vorteil von MT-Systemen ist, dass bei Störungen, also z. B. bei dem Ausfall eines Kabels, eine höhere Verfügbarkeit der Anschlussleistung ermöglicht werden kann. Durch diese Redundanz wird auch die potenzielle Verfügbarkeit der Offshore-Winderzeugung erhöht. Die Verfügbarkeit steigt mit dem Vernetzungsgrad, wodurch im Fehlerfall die Abregelung von Offshore-Windenergie gesenkt werden kann. Allerdings bergen die möglichen Innovationen im Bereich der HGÜ-Technologie auch technische Unsicherheiten, s. auch Kapitel 6.3.2 Onshore-Vernetzung.

Eine Herausforderung bei MT-Systemen ist die Fehlerselektivität, um die Auswirkungen von Fehlerfällen auf das Verbundsystem zu begrenzen und damit die Systemstabilität zu sichern. Eine bereits bewährte Strategie ist, die integrierte Erzeugungsleistung in das MT-System entsprechend zu begrenzen. Generell gilt im europäischen Verbundnetz, dass für einen Referenzstörfall mit einer Leistungsänderung von ± 3 GW Primärregelreserve vorzuhalten ist. Sollten sich im Fehlerfall beispielsweise mehr als 3 GW Erzeugung vom Netz trennen, ist nicht sichergestellt, dass dieser Fehler durch das europäische Verbundnetz aufgefangen werden kann. Bei MT-Systemen, die eine höhere Erzeugungsleistung anbinden, sind daher primärtechnische Vorkehrungen zu treffen (z. B. Separierung der Pole um Pol-zu-Pol-Fehler auszuschließen). Zudem wird der Einsatz von DC-Leistungsschaltern oder der Einsatz von neuen angepassten präventiven Betriebsstrategien (z. B. Entkopplung des MT-Systems bei Einspeiseleistung >3 GW) notwendig. Die technologische Realisierbarkeit von MT-Systemen mit DC-Leistungsschaltern wurde bereits demonstriert (vgl. PROMOTioN Projekt) und Prototypen von DC-Leistungsschaltern für Spannungen bis 350-kV wurden erfolgreich getestet. Die technische Skalierung für einen Einsatz bei 525-kV befindet sich aktuell in der Entwicklung und wird weltweit in ersten Pilotprojekten erprobt und angewendet (siehe z. B. Zhangbei DC-Netz Installationen). Die Übertragungsnetzbetreiber erwarten, dass diese technische Skalierung für einen kommerziellen Einsatz bei 525-kV *spätestens* bis zur zweiten Hälfte der 2030er mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung steht. In Abhängigkeit der Marktanreize und beschleunigter Entwicklungspfade für DC-Hub-Pilotprojekte kann dies gegebenenfalls früher erreicht werden. Dabei ist zu beachten, dass DC-Leistungsschalter immer maßgeschneiderte Systeme für das entsprechende MT-System sind und keine standardisierten Produkte wie Schalter in der Drehstromtechnik. Dementsprechend ist für jedes MT-System die Integration der DC-Leistungsschalter individuell vorzunehmen und auch deren Auswirkung bei der Auslegung des MT-Systems zu berücksichtigen.

Selbst mit DC-Leistungsschaltern und angepassten Betriebsstrategien müssen MT-Systeme zurzeit entsprechend ihrer finalen räumlichen Größe spezifiziert werden. Denn es besteht eine starke Wechselwirkung zwischen den MT-Systemkomponenten. Heutige MT-Systeme können nach dem aktuellen Stand der Technik nur als geschlossene Systeme desselben Herstellers geplant werden, als sogenannte Single-Vendor-Projekte. Jedoch ist eine herstellerübergreifende Vernetzung denkbar (sogenannter Multi-Vendor-Fähigkeit) und wird bereits aktiv, z. B. im EU-Projekt InterOPERA entwickelt. Ziel ist, die Kompatibilität und Interoperabilität unterschiedlicher DC-Systemkomponenten von verschiedenen Herstellern zu ermöglichen. Die aktuellen Herausforderungen sind die Definition des technischen und regulatorischen Rahmens sowie die Erarbeitung von standardisierten Schnittstellen (u. a. primärtechnisch, softwareseitig) zwischen verschiedenen DC-Systemkomponenten. Diese Aspekte müssen in enger Abstimmung aller beteiligten Akteure (vor allem ÜNB und Hersteller) erarbeitet werden.

Mit dem heutigen Wissen und den verfügbaren Technologien können eingeschränkt erweiterbare MT-Systeme geplant werden. Je größer die MT-Systeme geplant werden, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass dabei Systeme unterschiedlicher Hersteller und verschiedener Übertragungsnetzbetreiber vernetzt werden. Damit steigt auch die Herausforderung dieser MT-Systeme in der Planung, Realisierung und im Betrieb. Mit dem Zusammenschluss von HGÜ-Systemen verschiedener Hersteller ändert sich außerdem zusehends die Rolle der ÜNB vom Angebotsnehmer und Betreiber einer schlüsselfertig gelieferten Anlage, hin zum verantwortlichen (DC-) Systemintegrator und Betreiber, der das MT-MV-HGÜ System detailliert spezifizieren, ganzheitlich integrieren und schlussendlich betreiben muss.

Deshalb verfolgen die Übertragungsnetzbetreiber die Strategie, zukünftige MT-Systeme mit technologischen Rückfallebenen zu planen. Konkret sollen MT-Systeme so geplant werden, dass:

- > größere, komplexe MT-Systeme in kleinere MT-Systeme aufgeteilt werden können und
- > die Grundfunktion klassischer Punkt-zu-Punkt-Systeme sichergestellt werden kann.

Dieses modulare Vorgehen ist robust, da durch die Punkt-zu-Punkt-Verbindung netztechnisch stets eine sichere Rückfallebene besteht. Dadurch wird gewährleistet, dass ein HGÜ-Korridor oder ONAS seine planerische Hauptfunktion (Bereitstellung neuer Übertragungskapazität) trotz vorhandener Entwicklungspfade in jedem Fall erfüllt.

Sofern die Option zur späteren Vernetzung in ein MT-System bereits in der Projektumsetzung von Punkt-zu-Punkt-ONAS berücksichtigt wird, könnten die genannten Vorteile auch nachträglich gehoben werden. Dabei ist bei einer seeseitigen Vernetzung keine weitere landseitige Rauminanspruchnahme erforderlich. Durch das schrittweise Vorgehen (1. Netzintegration via DC-Anschlüsse und 2. seeseitige Vernetzung) wird das planerische Risiko reduziert, da die Integration der Offshore-Windenergie in das Energiesystem bereits mit dem ersten Planungsschritt berücksichtigt wird.

Studie zur Offshore-Vernetzung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben eine Studie *beim Institut für elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen beauftragt*, um die bisher qualitativ aufgeführten Vorteile *einer Offshore-Vernetzung* quantitativ *zu untermauern*. Die Hauptfragestellung an den Gutachter war, ob der potenzielle Nutzen *von Offshore-Vernetzungsmaßnahmen* die zu erwartenden Kosten übersteigt.

In der Studie wurden drei Arbeitspakete definiert, um diese Fragestellung zu untersuchen. Im ersten Arbeitspaket wurde ein geeignetes methodisches Vorgehen entwickelt und an einem Testdatensatz validiert. Konkret wurde in einem Beispielszenario der internationale Offshore-Vernetzungsbedarf *mithilfe eines Investitionsmodells* identifiziert und anschließend im Detail bewertet. Dieses methodische Vorgehen wurde im zweiten Arbeitspaket auf *den* genehmigten *B Szenariopfad* des Netzentwicklungsplans angewendet. *Das Investitionsmodell hat für Deutschland einen internationalen Offshore-Vernetzungsbedarf (d. h. Verbindungen von bzw. nach Deutschland) von bis zu 20 GW im Szenario B 2045 in Nord- und Ostsee identifiziert. Basierend auf diesem Vernetzungsbedarf wurden unterschiedliche Vernetzungstopologien entwickelt und untersucht. Ein Großteil dieser Topologien hat sich unter Verwendung der standardisierten Kostensätze des Netzentwicklungsplans durch ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis ausgezeichnet.* Im dritten Arbeitspaket wurden die in diesem Netzentwicklungsplan identifizierten Maßnahmen zur nationalen Offshore-Vernetzung (*Projekt NOR-OV-1*) im Detail untersucht. Dabei wurden auch Aspekte wie die gesteigerte Verfügbarkeit *infolge der erhöhten Redundanz* von ONAS berücksichtigt, die den üblichen Betrachtungsrahmen des Netzentwicklungsplans übersteigen. *Das Projekt NOR-OV-1 kann beispielsweise die Verfügbarkeit an Offshore-Windeinspeisung um bis zu 860 GWh erhöhen.*

Da die Maßnahmen zur nationalen Offshore-Vernetzung eine unmittelbare Rückwirkung auf den landseitigen Netzausbau bedarf haben, wurden diese bereits nativ bei der Netzplanung im Rahmen des Netzentwicklungsplans berücksichtigt.

Folgende Kernerkenntnisse sind *durch die Studie* identifiziert *oder bestätigt* worden:

1. Die nationale Offshore-Vernetzung bietet die Möglichkeit weitere HGÜ-Netzflexibilität *kosten-nutzen-effizient* zu heben und damit den Redispatch-Bedarf zu senken (s. Kapitel 4.2.5). *In Folge von redundanten Anbindungsmöglichkeiten durch eine nationale Offshore-Vernetzung erhöht sich die Verfügbarkeit der Netzanbindung von Offshore-Windparks.*
2. Für Deutschland ist ein internationaler Offshore-Vernetzungsbedarf *sowohl für das Jahr 2037 als auch 2045* identifiziert worden, der effizient über die Vernetzung von deutschen mit ausländischen ONAS erschlossen werden kann. *Die untersuchten Vernetzungstopologien weisen insbesondere für das Jahr 2045 einen erheblichen volkswirtschaftlichen Vorteil auf.*

Diese Erkenntnisse gilt es in zukünftigen Planungsprozessen (*bspw. basierend auf den Vereinbarungen in Esbjerg und Ostende*) und bei der Projektplanung heutiger Anschlüsse zu berücksichtigen. Die Übertragungsnetzbetreiber *der Nordsee-Region erarbeiten derzeit neue internationale Offshore-Vernetzungsmaßnahmen. Für die deutsche Nordsee sind bereits Offshore-Vernetzungsprojekte nach Dänemark und Niederlande in der planerischen Vorentwicklung. Verbindungen nach Norwegen und dem Vereinigten Königreich werden ebenfalls geprüft. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber planen ihre Offshore-Plattformen „multi-terminal-ready“, d. h. die Offshore-Plattformen werden für zukünftige nationale und internationale Vernetzungen vorbereitet, indem* beispielweise weitere DC-Kabelabgänge auf den Offshore-Plattformen für Verbindungen untereinander gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans *eingepplant werden. Die Kerneergebnisse* der Studie *sind* in einem separaten Bericht (*Executive Summary*) veröffentlicht *und unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwV abrufbar.*

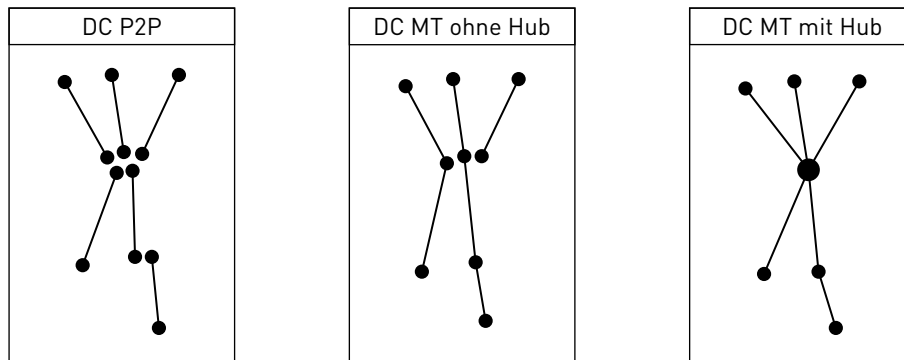
6.3.2 Onshore-Vernetzung

Ein weiteres, innovatives Vorhaben im Bereich der HGÜ-Technologie stellt die Onshore-Vernetzung und die Verknüpfung landseitiger HGÜ-Verbindungen mit *ONAS in sogenannte „DC-Hubs“ onshore* dar. *Durch die schrittweise Integration und Verknüpfung von „DC-Hubs“ können im weiteren Schritt innerhalb Deutschlands und der an Deutschland angrenzenden Nord- und Ostsee miteinander verbundene, länderübergreifende DC-Netze entstehen.*

Wie in der Bestätigung des NEP 2030 (2019) durch die BNetzA im Dezember 2019 festgehalten wurde, handelt es sich bei *„DC-Hubs“* um einen innovativen Ansatz mit Pilotcharakter und langfristigem Einsparpotenzial. Dieser sollte *„in kommenden Netzentwicklungsplan-Prozessen vertieft untersucht werden“*, um mit den bereits bestätigten Maßnahmen *„zu einem späteren Zeitpunkt auf die neue Technologie zu wechseln“*.

Um sowohl den Investitionsbedarf bei neuen *DC-Vorhaben* gering zu halten, als auch die Gesamteffizienz der DC-Projekte und die Flexibilität des Gesamtsystems zu steigern, kann eine DC-seitige Verknüpfung mehrerer *DC-Verbindungen* zu MT-Systemen eine sinnvolle Alternative zu den heutigen „Punkt-zu-Punkt“-Verbindungen im DC-Bereich sein. Ein erstes MT-System entsteht bereits in Deutschland mit den *beiden DC-Verbindungen onshore* DC1 und DC2, bei denen drei Konverterstationen über eine DC-Schaltanlage *direkt* DC-seitig miteinander verbunden werden – und so am Standort Osterath eine Konverterstation eingespart wird. *Darüber hinaus sind erste sogenannte „DC-Hubs“ onshore im Raum Heide und im Suchraum Rastede in der Vorbereitung der Planungs- und Genehmigungsverfahren. Diese Onshore „DC-Hubs“ sollen mehrere DC-Verbindungen (sowohl landseitige HGÜ-Verbindungen als auch Offshore-Netzanbindungssysteme) über eine DC-Schaltanlage an einem Standort direkt verknüpfen.*

In Abbildung 76 ist der schematische Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt Verbindungen mit vernetzten DC-Strukturen mit und ohne DC-Hub abgebildet.

Abbildung 76: Schematischer Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt-Planung (P2P) mit DC-MT (mit / ohne DC-Hub)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Unter Onshore „DC *MT mit Hub*“ sind MT-HGÜ-Systeme zu verstehen, die wie eine Art „DC-Sammelschiene“ fungieren und mehrere DC-Konverterstationen in einer Onshore DC-Schaltanlage (einem sogenannten „DC-Knoten“) miteinander verbinden. *So kann die Verfügbarkeit des Gesamtsystems gesteigert und bedarfsorientierte Lastflüsse ermöglicht werden. Darüber hinaus können durch die DC-seitige Verbindung einige Konverterstationen eingespart werden, sodass sich Raumbedarfe und volkswirtschaftliche Kosten deutlich reduzieren lassen.* Hierfür sind nach aktuellem Stand sogenannte DC-Leistungsschalter erforderlich, um die notwendige Selektivität im Fehlerfall zu gewährleisten. Die o. g. Potenziale der „DC-Hubs“ resultieren *insbesondere* aus den Möglichkeiten, die DC-Lastflüsse flexibler und großflächiger zu steuern.

Gleichzeitig bietet die direkte DC-seitige Verknüpfung *von HGÜ-Systemen* viel Potenzial, um den enormen Zuwachs an Offshore-Einspeiseleistung zukünftig effizienter in das *bestehende AC-Netz* integrieren zu können. Als Beispiel hierfür können Standorte dienen, an denen *mehrere ONAS* und Onshore *DC-Verbindungen* ihre Start- *bzw.* Endpunkte haben (z. B. NOR 11-1, NOR-12-2 und DC31 in *Suchraum Heide* für den Heide-Hub, bzw. NOR-13-1, NOR-20-1 und DC34/ *DC35* im Suchraum Rastede für den Nord-West-Hub).

Ein solcher Onshore „DC-Hub“ Ansatz ist in Deutschland v. a. in Küstennähe – wie z. B. am geplanten Standort Suchraum Rastede in Niedersachsen oder in Suchraum Heide in Schleswig-Holstein – sinnvoll, um Synergien zwischen DC-Offshore- und DC-Onshore-Planungen heben zu können. So muss nicht mit jedem DC-Offshore-Netzanschlussystem eine Einbindung in das AC-Netz erfolgen, sondern es kann eine direkte Integration von Offshore-Energie in das DC-System ermöglicht werden. Dies verringert darüber hinaus zusätzliche Umwandlungsverluste von DC in AC und ggf. wieder zurück in DC, wie es z. B. am Standort Wilster der Fall ist. Dort ist die Verknüpfung der DC-Systeme von NordLink (TTG-P68; siehe NEP 2030 (2019)) und SuedLink (DC4) über die AC-Schaltanlage geplant.

Zudem wird es als sinnvoll erachtet, zukünftig bei Kreuzungen von Onshore *DC-Verbindungen*, z. B. Nord-Süd und Ost-West Verbindungen oder benachbarten DC-Hub-Systemen, zu prüfen, in welchem Umfang durch die *weitere Onshore-* Vernetzung Flexibilisierungspotenziale gehoben und resilientere und robustere DC-Netzstrukturen geschaffen werden können. Hierzu sind entsprechende Analysen und Netzberechnungen anzufertigen, um den gesamtwirtschaftlichen als auch den technologisch-ökonomischen Mehrwert von DC-seitigen Verknüpfungen im Vergleich zu Punkt-zu-Punkt-Verbindungen im regulatorischen Prozess quantifizieren zu können. In den Projektsteckbriefen der *Vorhaben* DC40, DC41 und DC42 im Anhang zu diesem Bericht wird auf das Potenzial einer Vernetzung von DC40 mit DC41 und DC42 an den jeweiligen Kreuzungspunkten hingewiesen.

Voraussetzung *für die weitere Vernetzung von DC-Systemen ist der klare Nachweis der technischen* Machbarkeit und die Erfüllung von systemischen Anforderungen. Hiernach könnte eine internationale Harmonisierung der erforderlichen DC-Schutzsysteme (u. a. DC-Leistungsschalter) erfolgen. Im Ergebnis lässt dies eine *weitere* Vernetzung der *Onshore-*, wie auch der Offshore-Systeme denkbar erscheinen. In der Folge können sowohl die Offshore- als auch die Onshore-Vernetzungen nachträglich realisiert werden, um *z. B.* internationale DC-Verbindungen aufzubauen. Ein zusätzlicher Nutzen wird damit durch die Bereitstellung von Handelskapazitäten generiert.

Die oben genannten Planungsstrategien setzen voraus, dass gewisse technische Rahmenbedingungen gegeben sein müssen. Erste Projekte müssen demnach Onshore sowie Offshore eine sogenannte „Multi-Terminal-Readiness“ besitzen. Dies ist eine technische Vorplanung, die eine spätere Integration von Projekten in ein MT-System, wie z. B. einen „DC-Hub“, ermöglicht. Somit kann ausgehend von ersten Projekten eine sukzessive Erweiterbarkeit erfolgen, wenn diese Vorplanungen im technischen Konzept von Anfang an berücksichtigt werden. Zugleich steigen ab einer gewissen Größe des DC-MT-Systems die Anforderungen an die selektive Fehlerklärung im DC-System. Je nach geplanter Einspeiseleistung und Fehlerklärungsstrategie können auch entsprechende DC-Schaltanlagen notwendig werden, die auch DC-Leistungsschalter beinhalten können. Dazu sind auf nationaler Ebene sogenannte Innovationspartnerschaften zwischen Netzbetreibern und Herstellern initiiert und in Vorbereitung, um so die ambitionierten Ausbauziele zu erreichen.

Die erfolgreiche Umsetzung der o. g. Innovationen, sowie die Notwendigkeit zur beschleunigten Umsetzung der geplanten Projekte, stellen sowohl erhebliche technische als auch regulatorische und organisatorische Herausforderungen dar. Um größere und ausgedehnte DC-MT-Systeme bzw. die Entwicklung überlagerter DC-Netzstrukturen – einem sogenannten „DC-Overlay Netz“ – zukünftig realisieren zu können, ist eine sogenannte „Multi-Vendor“-Interoperabilität notwendig. So können in einem DC-MT-System die Konverter verschiedener Hersteller eingebunden werden. Dies setzt voraus, dass die Kompatibilität und Interoperabilität von Equipment und Regelung – und somit die Funktionalität von verschiedenen DC-Komponenten und Teilsystemen von verschiedenen Herstellern in einem System – gewährleistet werden kann. Hierzu laufen bereits auf europäischer Ebene Kooperationen zwischen Netzbetreibern und Herstellern, um Prozesse zur Harmonisierung und Risikoreduzierung zu definieren (siehe z. B. InterOPERA).

6.4 Innovationen in der Systemführung

Besondere Aufmerksamkeit in Bezug auf Innovationen erfuhren seit dem NEP 2030 (2019) der Bereich der Systemführung, der im Prozess der langfristigen Netzplanung regulär ausgespart bleibt. Diese Nichtberücksichtigung liegt im Auftrag der Netzplanung begründet, die allgemeine Szenarien zur Ermittlung des strukturell notwendigen Netzausbaus und keine Prognosen über die konkrete Situation des Systembetriebs in der Zukunft (z. B. t+15) abgibt. Unter den im Szenario-rahmen geltenden Prämissen ermöglicht der vorgeschlagene, strukturell notwendige Netzausbau bei planmäßiger Umsetzung grundsätzlich einen sicheren Systembetrieb.

Um das Potenzial innovativer Systemführungskonzepte zu untersuchen, wurde unter Förderung des Bundeswirtschaftsministeriums von den vier Übertragungsnetzbetreibern, fünf ausgewählten Verteilnetzbetreibern, sechs Institutionen aus der Wissenschaft und zwei Leitwartenherstellern am 01.10.2018 das Verbundforschungsprojekt InnoSys2030 aufgelegt. InnoSys2030 hatte zum Ziel, innovative Systemführungsstrategien zur höheren Auslastung des Stromnetzes zu entwickeln, insbesondere durch den systemweiten, koordinierten Einsatz von a) kurativen Maßnahmen, b) lastflusssteuernden Betriebsmitteln und c) einem höheren Automatisierungsgrad in der Systemführung. Wichtige Prämisse war und bleibt höchste System- und Netzsicherheit zu gewährleisten.

InnoSys2030 löste einen Innovationsschub im Bereich der Systemführung aus. Im Rahmen von InnoSys wurden erstmals die Voraussetzungen und technischen Grundlagen für einen kurativen Systembetrieb in Deutschland umfassend analysiert. Damit einher ging eine realistische Einschätzung der tatsächlich nutzbaren Höherauslastungspotenziale. Nicht zuletzt sorgt die Einbettung der Übertragungsnetzbetreiber in einen engen regulatorischen Rahmen dafür, dass nur geringe bzw. keine Anreizsignale zur Entwicklung von Innovationen existieren. Dies kann die Umsetzung von in Forschungsprojekten identifizierten Innovationen teilweise erheblich erschweren.

Mit den Entwicklungszielen aus InnoSys2030 und der Erweiterung der bisher präventiv ausgerichteten Systemführungskonzepte – Auswirkungen eines Fehlers werden vor Fehlereintritt mittels Redundanzen beherrschbar – hin zu kurativen Maßnahmen – nach dem Fehlereintritt wird mittels schneller Maßnahmen wieder der stationär sichere Netzzustand erreicht –, soll der Systembetrieb ab dem Jahr 2030 zugunsten eines geringer ausfallenden Netzausbaubedarfs ertüchtigt werden. Die HGÜ-Technologie wurde zuvor bereits als potenziell kuratives Betriebsmittel der Primärtechnik genannt (s. Kapitel 5.5.4), der folgende Abschnitt zeigt weitere innovative Vorhaben in diesem Bereich auf.



6.4.1 Primärtechnik: Elemente zur aktiven Steuerung des Lastflusses

Das Übertragungsnetz in Deutschland ist stark vermascht und mit jeder neuen Leitung verändert sich auch der Vermaschungsgrad. Strom sucht sich den Weg des geringsten Widerstands. In der Folge sind Freileitungsabschnitte unterschiedlich stark ausgelastet, sofern nicht lastflusststeuernde Maßnahmen eingesetzt werden. Zur optimalen Nutzung des Gesamtnetzes werden daher lastflusststeuernde Betriebsmittel eingesetzt, die im Prinzip Leitungen verlängern oder verkürzen, sodass jeweils die maximale Auslastung der parallelen Freileitungen erreicht werden kann und der Lastfluss somit ausgeglichen wird. Dauerhaft erforderliche lastflusststeuernde Betriebsmittel zeigen in den Szenarien des aktuellen NEP-Prozesses für die Zieljahre 2037 und 2045 einen hohen Nutzen und werden daher bereits regulär im NEP als erforderliche Maßnahme ermittelt und ausgewiesen.

Im geplanten Zielnetz des NEP wird das entsprechende Potenzial einer Vielzahl geplanter lastflusststeuernder Betriebsmittel (vornehmlich PST und HGÜ) deshalb gemäß des NOVA-Prinzips berücksichtigt. Die Anforderungen an das Übertragungsnetz ändern sich jedoch auch kurz- und mittelfristig ständig. Daher prüfen die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen mittelfristiger interner Analysen (t+3, t+5 und t+7), ob sich lastflusststeuernde Elemente auch als temporäre Ad-hoc-Maßnahmen oder vorab möglichst bald ausführen lassen. Nachweise für zusätzliche Lastflusststeuerungseinheiten werden somit nicht nur im Rahmen des NEP-Prozesses, sondern auch aus mittelfristigen Planungsprozessen bereitgestellt. Grundsätzlich wird dabei auch geprüft, inwieweit weitere Lastflusststeuerungsmaßnahmen redispatch-mindernd wirken und wirtschaftlich sinnvoll sind. Die wesentlichen Systeme, die für verschiedene Anwendungen als Innovation zur Anwendung kommen, umfassen:

➤ Phasenschiebertransformator (PST)	Stand der Technik
➤ Switched Series Reactor (SSR)	Stand der Technik
➤ Overload Line Controller (OLC) oder auch Air-Core-Reactor (ACR)	Stand der Technik
➤ Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)	Inbetriebnahme Ende 2022
➤ Modular Static Synchronous Series Compensator (mSSSC)	Technology Readiness Level (TRL) 7
➤ Unified Power Flow Controller (UPFC)	in Entwicklung

Die einzelnen Technologien müssen, sofern sie noch nicht Stand der Technik sind, grundsätzlich im Hinblick auf ihre Integration in das Höchstspannungsnetz und ihr Systemverhalten ausgeprägt sowie auch wirtschaftlich bewertet werden. Zudem sind Einsatz- und Betriebskonzepte zu erstellen. Bei den Betriebsmitteln, die bereits heute Stand der Technik sind, ist dies der eigentliche innovative Charakter. Hinzu kommen standortspezifische Interaktionsstudien, Schutzstudien, Platzbedarf, Schall-, EMF- und Funk-Emissionen, Bauzeit und Investitions- und Betriebskosten.

Portfolio: Derzeit werden zumeist PST wegen ihrer Robustheit, Regelbarkeit mit großem Stellwinkel und langen Nutzungsdauern eingesetzt. Gelegentlich kommen thyristorgeregelte Kapazitäten bei sehr langen Leitungen und schwacher Netzvermaschung zur Anwendung. Für temporäre Einsätze werden derzeit keine Lastflusststeuerungen eingeplant, da deren Integration ins Höchstspannungsnetz im Ressourcenwettbewerb mit bereits laufenden Projekten steht und der Nachweis des Nutzens von zusätzlichen Komponenten noch nicht erbracht ist. Aufgrund der Genehmigungsprozeduren und der daran anschließenden Bautätigkeiten beträgt die voraussichtliche Projektlaufzeit eines mittelgroßen Projekts bis zur Inbetriebnahme zudem ca. 5 Jahre.

Neue Technologien: Im Rahmen des Planungsprozesses werden verschiedene technische Alternativen geprüft, die die voraussichtliche neue Lastverteilung im Netz adressieren. In diesem Zusammenhang wurden auch die modularen Static Synchronous Series Compensators (mSSSC) intensiv betrachtet, um eine Einsatzmöglichkeit der Technologie unter Betrachtung der Umsetzungszeiten beurteilen zu können. Die Technologie unterscheidet sich dabei wesentlich von PST und TCSC. Um zum Beispiel die gleiche Wirkung zu erreichen, müssen ca. 35 Module pro Phase in Reihe geschaltet werden. Gleichwohl ergeben sich aufgrund der Modularität von mSSSC andere Anwendungsmöglichkeiten. Punktuelle oder verteilte Anlagen an Orten, an denen z. B. PST aufgrund ihres Gewichts nicht aufgestellt werden können, sind hier zum Beispiel zu nennen. Darüber hinaus handelt es sich bei mSSSC – im Gegensatz zu PST – um eine aktive Technologie, die den Lastfluss rein aufgrund der digitalen Regelungsvorgaben beeinflusst. Derartige Algorithmen und Technologien müssen vor dem Einsatz intensiv geprüft werden, damit es zu keiner ungewünschten Interaktion mit weiteren Netzkomponenten

(wie z. B. Kraftwerken, HGÜ oder STATCOM-Anlagen) kommt. Aufgrund der direkten transformatorlosen Einkopplung in die Leitung sind mSSSC gegenüber PST bezüglich der statischen Stabilität vorteilhaft. Aus verschiedenen Gründen sind aus Sicht der ÜNB eher temporäre Anwendungsfälle für mSSSC-Technologien gegenüber starren, langfristigen strukturellen Anwendungen, vorzuziehen.

Der TRL²⁰ von mSSSC konnte bisher nur in Projekten außerhalb Deutschlands geprüft werden und wird aktuell auf ca. TRL 7 geschätzt (erste Anlagen im realen Anwendungsumfeld). Zur Erreichung höherer Reifegrade (TRL 9: Standardanwendung) sind weitere Pilotprojekte und mehr Betriebserfahrungen erforderlich. Dementsprechend ist aus heutiger Sicht ein flächendeckender Einsatz von verteilten kleineren mSSSC-Anlagen noch nicht zielführend. Für die kommenden Jahre ist grundsätzlich jedoch mit neuen Innovationspotenzialen zu rechnen.

6.4.2 Kurative Systemführung

Der aktuelle NEP stellt mit den genannten Vorüberlegungen, Berechnungen und Projekten sicher, dass das zu entwickelnde Zielnetz für das Betrachtungsjahr 2037 die Höherauslastungspotenziale kurativer Systemführung erfasst. Dabei erfolgt neben der Berücksichtigung der HGÜ-Technologie ein flächendeckender Einsatz weiterer kurativer Maßnahmen, wie etwa Netzboostern, den erwähnten PST, Pump- und Großbatteriespeichern sowie Offshore-Wind. In der Netzentwicklung wird somit bereits eine (teil-)automatisierte Betriebsführung gemäß der dritten Entwicklungsphase aus dem InnoSys2030 Projekt unterstellt. Im Ergebnis wird für das ermittelte Zielnetz des Szenarios B 2037 der verbleibende Bedarf an präventivem Redispatch unter Berücksichtigung einer weitreichenden kurativen Systemführung ermittelt und ausgewiesen (s. Kapitel 5.5.6).

Aufgrund der zunehmenden Integration lastflusssteuernder Betriebsmittel in das Übertragungsnetz sowie des Ausbaus von Netzboostern und der kurativen Ertüchtigung von Bestandskraftwerken, sind zukünftig viele kurative Freiheitsgrade möglich. Die Höhe der temporär (in Ausfallsituationen) zulässigen Stromgrenzwerte wird perspektivisch die wesentliche Limitierung für den Nutzen kurativer Systemführung darstellen. Höhere Stromgrenzwerte erfordern den Austausch sowie die Ertüchtigung von Netzbetriebsmitteln, insbesondere aber auch einen klaren Rechtsrahmen mit entsprechenden Genehmigungen zur temporären Höherauslastung. Auch in diesem Sinne wird Innovation stattfinden müssen.

Für den kurativen Netzbetrieb sollte für den hoch ausgelasteten Grundfall ausreichend Blindleistung und gesicherte dynamische Blindleistung (aus Generatoren, STATCOMs oder rotierenden Phaseschiebern) zur Verfügung stehen. Andernfalls herrscht a priori bereits ein niedriges Spannungsniveau und es kann zu einer unzureichenden Spannungserholung nach Fehlerklärung kommen. Außerdem ist die Verfügbarkeit einer redundanten Gegenmaßnahme zwingend erforderlich, falls die primäre kurative Maßnahme nicht oder nur verzögert funktioniert.

Parallel zum Forschungsprojekt InnoSys2030 hat eine vier ÜNB-Projekgruppe damit begonnen, auf Basis der InnoSys-Roadmap die konkreten Umsetzungsschritte für die kurative Systemführung in eine 4-ÜNB-Roadmap zu überführen. Die Beschreibung der dafür erforderlichen Aktivitäten wird zeitnah abgeschlossen. Die geplante Umsetzung orientiert sich an den sogenannten InnoSys-Evolutionsstufen (1. Pilotierung & Erprobung, 2. Hebung kurativer Potenziale, 3. Standardisierter Einsatz) und sieht in einem ersten Schritt die Erreichung der ersten Evolutionsstufe in den nächsten Jahren (bis ca. 2025) vor. Der Fokus der Aktivitäten liegt auf den Systemführungsprozessen (Betriebsplanung und Echtzeitbetrieb). Unter anderem gehören zu den Aktivitäten folgende Anpassungen: Abbildung kurativer Maßnahmen in der Netzsicherheitsrechnung des Leitsystems

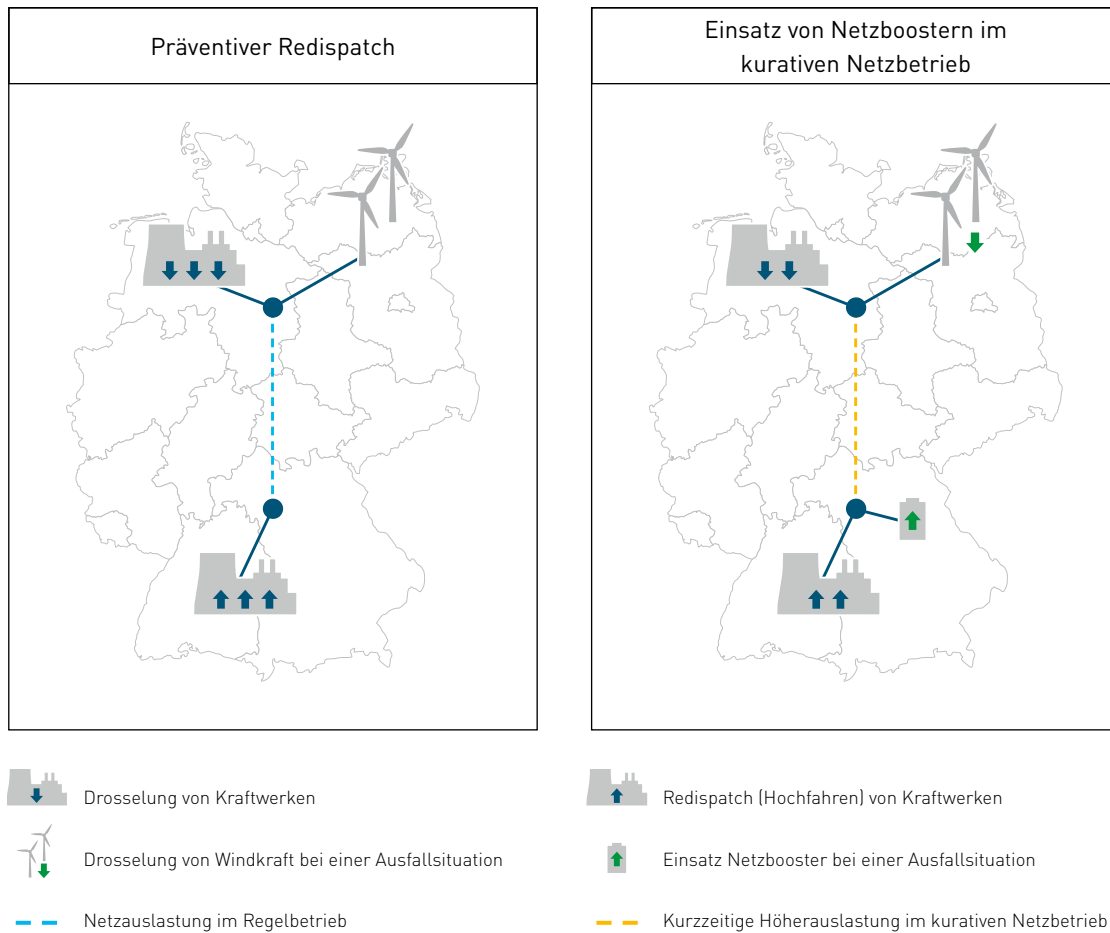
- Abbildung kurativer Maßnahmen in den Betriebsplanungsprozessen zur Redispatch-Dimensionierung (z. B. DACF, IDCF)
- Berücksichtigung von TATL-Grenzwerten zur Bewertung temporärer Höherauslastung
- Automatisierte Steuerung kurativer Maßnahmen
- Prozessanpassungen zur Koordination von kurativen Maßnahmen

20 Technology Readiness Level (TRL) = Reifegrad.



Parallel zum vier ÜNB-Projekt sind Pilotanlagen in der Vorbereitung. Diese wurden bereits in vergangenen NEP-Prozessen einbezogen und bestätigt. Die Netzbooster von TenneT und TransnetBW sowie der von Amprion geplante dezentraler Netzbooster werden voraussichtlich im Jahr 2025 in Betrieb gehen können. Der Probebetrieb (bzw. Lern- und Kalibrierungsphase) kann erst zu den genannten Zeitpunkten starten. Weitere kurative Maßnahmen für eine mögliche Pilotierung sind in der Prüfung (z. B. Offshore-Windpark in Kombination mit einem Pumpspeicherkraftwerk zwischen TenneT und Amprion). Das Konzept des Netzboosters für den kurativen Netzbetrieb ist in Abbildung 77 im Vergleich zum präventiven Redispatch dargestellt.

Abbildung 77: Schematische Darstellung des Einsatzes von Netzboostern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Aktivitäten zur kurativen Systemführung werden nach InnoSys2030 durch einen Fachbeirat begleitet, der zum ersten Mal Ende September 2022 tagte. Auch über den aktuellen NEP-Prozess hinaus werden die InnoSys-Netzbetreiber entscheidende Stakeholder wie auch die Öffentlichkeit über die aktuellen und geplanten Aktivitäten informieren und deren Empfehlungen u. a. im Rahmen des Fachbeirats in der weiteren Umsetzung prüfen und ggf. berücksichtigen. Durch diesen Austausch besteht die Möglichkeit weiteren Handlungsbedarf zu erkennen und ggf. der Unterstützung des BMWK und der BNetzA bestimmte Aktivitäten zu beschleunigen. Die Berücksichtigung von Netzboostern mit Pilotcharakter im Übertragungsnetz ist auch in künftigen Jahren wahrscheinlich.

Grundsätzlich ist in Bezug auf die beschriebenen Aktivitäten dennoch zu berücksichtigen, dass die Umsetzung der kurativen bzw. reaktiven Systemführung nicht nur von den ÜNB abhängt: Unter anderem ist eine Zusammenarbeit von Herstellern der Primär- und Sekundärtechnik, Softwarezulieferern für Leitsysteme und Tools in den Planungsprozessen der ÜNB, VNB, Kraftwerksbetreibern usw. erforderlich. Auch hier zeigt sich, dass Innovationen erhebliche personelle und finanzielle Ressourcen binden.



6.5 Regulatorischer und rechtlicher Rahmen für Innovationen

Ein zukunftsfähiger Regulierungsrahmen sollte die Basis für innovatives Handeln zur Erreichung einer nachhaltigen Energieversorgung sein und diesbezüglich Anreize für kosteneffiziente und technologieneutrale Innovationen sowie digitale und klimafreundliche Lösungen setzen. Der derzeitige regulatorische Rahmen bildet dies nicht adäquat ab. Somit ist eine Weiterentwicklung erforderlich.

Im Kern lassen sich folgende Defizite und Herausforderungen ableiten:²¹

1. Ein verlässlicher Regulierungsrahmen muss für eine auskömmliche Refinanzierung von betriebskostenintensiven und innovativen technologischen Lösungen sorgen, sowie die Möglichkeiten und Chancen der Digitalisierung fördern. So sind betriebskostenlastige Innovationen in der bestehenden Anreizregulierung schon heute strukturell nicht ausreichend refinanziert. In der derzeitigen Regulierungssystematik kommt es ausschließlich im Basisjahr zu einer Anerkennung von Betriebsaufwand (Basisjahrprinzip). Bei steigenden OPEX (Operational Expenditures) nach dem Basisjahr entsteht daher ein Zeitverzug bei der Erlöswirksamkeit und eine systematische Kostenunterdeckung. Dies macht einen Einsatz innovativer Lösungen mit höherem OPEX-Anteil im Vergleich zu konventionellen Lösungen tendenziell unattraktiver, da bei CAPEX (Capitel Expenditures) ein jährlicher Kostenabgleich und eine Anpassung in der Erlösbergrenze erfolgt. Es ist absehbar, dass in Zukunft verstärkt innovative und digitale Lösungen umgesetzt werden müssen. Diese haben aber aufgrund der Leistungselektronik meist einen höheren Betriebskostenanteil als konventionelle Lösungen, weshalb das Risiko einer strukturellen Kostenunterdeckung besteht. Hinzu kommen weitere, betriebskostenlastige Anforderungen zur Sicherstellung der Energieversorgung.
2. Zu den Notwendigkeiten zählt auch die beschleunigte Errichtung von Netzbetriebsmitteln für die Systemsicherheit. Zu diesen sogenannten FACTS²² zählen z. B. lastflusssteuernde Betriebsmittel, aber auch innovative Technologien zur synergetischen Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve. Im Gegensatz zu klassischen Betriebsmitteln (Freileitungen, Transformatoren, Schaltfelder) weisen diese jedoch eine abweichende Kostenstruktur auf. Beispielsweise führt der hohe Anteil von Leistungselektronik oder rotierenden Massen (z. B. bei einem rotierenden Phasenschieber) schon während der ersten Jahre der Nutzungsdauer zu einem erhöhten Anteil an Instandhaltungskosten, im Gegensatz zu klassischen Betriebsmitteln. Die Refinanzierung der OPEX bei FACTS ist derzeit unzureichend. Aufgrund des Basisjahrprinzips kommt es zu einer Refinanzierungslücke. Bei tendenziell höherem OPEX-Anteil bei FACTS ist dies besonders gravierend, da ÜNB aus ihrer Rolle heraus viele dieser Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung einsetzen.
3. Die Wirtschaftlichkeit von langlaufenden Innovationsprojekten wird durch die Regulierungsperiodensystematik stark eingeschränkt. Aufgrund dieser Systematik werden Erträge aus Innovationen eines Netzbetreibers in Länge und Höhe begrenzt. Es ist daher ungewiss, ob sich Effizienzsteigerungen durch Innovationen amortisieren können, denn typischerweise stellen sich im Netzbetrieb Vorteile aus innovativen Lösungen erst mittel- oder langfristig ein. Somit gehen Amortisationsdauern, gerade bei gedeckelten Effizienzgewinnen, häufig über die Regulierungsperiode hinaus. Effizienzgewinne vor Erreichen der Amortisation werden damit anteilig dem Netzkunden gutgebracht, sodass sich solche Innovationsprojekte aus Sicht des Netzbetreibers nicht nur nicht rentieren, sondern finanziell sogar nachteilig sein können.²³
4. Die bestehenden Regelungen zur Innovationsförderung in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sind sehr komplex, gehen mit langen Genehmigungsprozessen einher und sind mit hohem Bürokratieaufwand verbunden. Als Beispiel kann § 25a ARegV angeführt werden. Bei dem Instrument kommt es zu einem hohen Zeitverzug zwischen Antragstellung und Projektstart. Eine Anerkennung der Kosten erfolgt maximal mit deutlichem Zeitverzug in Höhe von 50 %. Eine weitere Herausforderung ist, dass nur Projekte mit Bundesförderung akzeptiert werden.

²¹ Siehe auch JUB/Oxera Gutachten (2021).

²² Flexible-AC-Transmission-System, u. a. Konverter, Methoden zur Lastflusssteuerung, Betriebsmittel die Blindleistung und Momentanreserve bereitstellen.

²³ Diese Problematik wurde bereits 2015 im Evaluierungsbericht der BNetzA identifiziert und mit dem Efficiency-Carry-Over eine Lösungsmöglichkeit aufgezeigt (jedoch nicht umgesetzt).

Die derzeitige Anreizregulierung setzt den Fokus stark auf Kosteneffizienz bereits bestehender Aufgaben. Der Umbau des Energiesystems bringt jedoch vielfältige neue Aufgaben für die Übertragungsnetzbetreiber mit sich. Der Netzbetreiber kennt die Gegebenheiten vor Ort am besten und sollte eigenständig die Optionen zur Zielerreichung auswählen können. Er würde z. B. durch den Fokus auf Outputs angereizt, den Weg zur Erreichung dieser Ziele möglichst effizient zu gestalten. Die resultierenden Innovationen können den zukünftig zusätzlich notwendigen Netzausbau reduzieren und durch mögliche Synergiepotenziale auch die Effizienz der ÜNB erhöhen. Es muss ein regulatorischer Rahmen für innovative Lösungen im Übertragungsnetz geschaffen werden, welcher Technologieoffenheit auf dem Weg zur Klimaneutralität fördert. Es besteht die Notwendigkeit, diese Herausforderungen zu adressieren und die Wirtschaftlichkeitslücke von neuen Technologien zu schließen.

6.6 Integrierte Systemplanung

Die Szenarien des Netzentwicklungsplans 2037 / 2045 (2023) blicken erstmals auf das Zieljahr 2045. Bis dahin soll in Deutschland Klimaneutralität erreicht werden. Innovative Themen der Sektorenkopplung wie Elektromobilität, Wärmepumpen oder Wasserelektrolyse werden mit dem Ziel der Klimaneutralität immer relevanter und somit auch intensiv im Netzentwicklungsplan betrachtet.

Schon 2014 wurden Annahmen im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2025 (2015) mit den Fernleitungsnetzbetreibern Gas (FNB Gas) abgestimmt. Annahmen wie Brennstoffpreise oder Kapazitäten von Erdgaskraftwerken wurden aus dem Netzentwicklungsplan Gas übernommen, um eine einheitliche, sektorübergreifende Szenariobasis zu schaffen. Im NEP 2030 (2017) werden erstmals konkrete Annahmen zu der Entwicklung von Elektromobilität und Wärmepumpen in den Szenarien getroffen und so innovative Technologien auf der Verbraucherseite in der Netzplanung berücksichtigt. Im NEP 2035 (2021) wurde letztlich allen Szenarien ein hoher Grad an Innovation und Sektorenkopplung unterstellt. Zudem rückten Elektrolyseure und deren Dimensionierung sowie Regionalisierung stärker in den Fokus.

Während die Verbrauchssektoren Strom, Wärme und Mobilität immer mehr zusammenwachsen und miteinander gekoppelt werden, werden die bisherigen Energieinfrastrukturen für Strom, Erdgas und zukünftig auch Wasserstoff noch weitgehend getrennt von einander geplant. Auch wenn jede Infrastruktur in ihrer Struktur einzigartig ist und die Herausforderungen unterschiedlich und vielfältig sind, ist eine verstärkte Verzahnung der Netzplanungsprozesse notwendig. Die Systementwicklungsstrategie, welche zurzeit vom BMWK unter Beteiligung eines breiten Kreises an Stakeholdern entwickelt wird, ist ein erster Schritt zu einer integrierten Systementwicklung und ist daher im Hinblick auf eine abgestimmte Infrastrukturplanung zu begrüßen. Ziel der Systementwicklungsstrategie sollte die Festlegung wesentlicher Leitplanken für die nachgelagerten Netzplanungsprozesse sein. Dabei sollten die einzelnen Infrastrukturplanungsprozesse aufgrund von strukturellen Unterschieden zwischen den Infrastrukturen und der hohen Komplexität der Szenarienerstellung weiterhin einzeln von den Netzbetreibern durchgeführt werden. So kann die Transformation zu einem sektorübergreifend geplanten Energiesystem gelingen.

In vielen Stellungnahmen wird eine stärkere Verzahnung der Infrastrukturplanungsprozesse Strom und Gas eingefordert. Die ÜNB begrüßen eine stärker abgestimmte Infrastrukturplanung und bringen sich dazu in die Erarbeitung der Systementwicklungsstrategie konstruktiv ein.